

This Page Is Inserted by IFW Operations
and is not a part of the Official Record

BEST AVAILABLE IMAGES

Defective images within this document are accurate representations of the original documents submitted by the applicant.

Defects in the images may include (but are not limited to):

- BLACK BORDERS
- TEXT CUT OFF AT TOP, BOTTOM OR SIDES
- FADED TEXT
- ILLEGIBLE TEXT
- SKEWED/SLANTED IMAGES
- COLORED PHOTOS
- BLACK OR VERY BLACK AND WHITE DARK PHOTOS
- GRAY SCALE DOCUMENTS

IMAGES ARE BEST AVAILABLE COPY.

**As rescanning documents *will not* correct images,
please do not report the images to the
Image Problem Mailbox.**

This Page Blank (uspto)

⑬ RÉPUBLIQUE FRANÇAISE
INSTITUT NATIONAL
DE LA PROPRIÉTÉ INDUSTRIELLE
PARIS

⑪ N° de publication :
(à n'utiliser que pour les
commandes de reproduction)

2 757 957

⑫ N° d'enregistrement national : 96 16331

⑤ Int Cl⁶ : G 01 V 9/00, G 01 V 11/00, E 21 B 49/00, 47/10

⑬ DEMANDE DE BREVET D'INVENTION

A1

⑫ Date de dépôt : 30.12.96.

⑬ Priorité :

⑦ Demandeur(s) : INSTITUT FRANCAIS DU PETROLE
— FR.

⑭ Date de la mise à disposition du public de la
demande : 03.07.98 Bulletin 98/27.

⑮ Liste des documents cités dans le rapport de
recherche préliminaire : *Se reporter à la fin du
présent fascicule.*

⑯ Références à d'autres documents nationaux
apparentés :

⑧ Inventeur(s) : SARDA SYLVAIN et BOURBIAUX
BERNARD.

⑨ Titulaire(s) :

⑩ Mandataire :

① METHODE POUR SIMPLIFIER LA MODELISATION D'UN MILIEU GEOLOGIQUE POREUX TRAVERSE PAR UN
RESEAU IRRÉGULIER DE FRACTURES.

② Méthode permet une modélisation simplifiée d'un milieu géologique hétérogène poreux (tel qu'un réservoir traversé par un réseau irrégulier de fissures par exemple) sous la forme d'un milieu transposé ou équivalent de manière à ce que le milieu transposé soit équivalent au milieu d'origine, relativement à un type déterminé de fonction de transfert physique (connu pour le milieu transposé). Elle comporte:

a) la formation d'une image en au moins deux dimensions du milieu géologique d'origine sous la forme d'une série de pixels et l'association à chaque pixel de la série d'une valeur initiale particulière pour cette fonction.

b) la détermination par étapes de valeurs à attribuer pour la fonction de transfert physique à chaque pixel de la série (telle que la distance minimale séparant le pixel de la fissure la plus proche) par référence à des valeurs de la fonction attribuées à des pixels voisins de l'image, et

c) la détermination d'une propriété physique du milieu transposé ou équivalent en identifiant les valeurs de la fonction de transfert connue pour le milieu transposé avec les valeurs de la fonction de transfert du milieu d'origine déterminées par étapes. La fonction de transfert physique peut représenter des variations entre différentes parties du milieu géologique, par exemple des distances ou des

transmissivités ou des transferts thermiques (entre un réservoir et un puits traversant le réservoir par exemple), etc.

Application à la détermination d'un milieu transposé offrant la même récupération d'un fluide au cours d'un processus d'imbibition capillaire que le milieu réel.

FR 2 757 957 - A1



L'invention concerne une méthode destinée à simplifier la modélisation d'un milieu géologique poreux traversé par un réseau irrégulier de fissures qui simplifie la mise en relation de modèles de caractérisation de réservoirs fissurés et de modèles double porosité. La méthode peut être mise en oeuvre par exemple dans le domaine de la production pétrolière par des ingénieurs de gisement en vue d'obtenir des prédictions d'écoulement fiables.

Les réservoirs fissurés constituent un type extrême de réservoirs hétérogènes comportant deux milieux contrastés, un milieu matriciel contenant la plus grande part de l'huile en place et présentant une faible perméabilité, et un milieu fissuré représentant moins de 1 % de l'huile en place et hautement conducteur. Le milieu fissuré lui-même peut être complexe, avec différents ensembles de fissures caractérisés par leur densité, longueur, orientation, inclinaison et ouverture respectives. Les images en 3D de réservoirs fissurés ne peuvent pas être utilisées directement sous forme de données d'entrée de simulation de réservoir. La représentation d'un réseau de fissures dans des simulateurs d'écoulement a été longtemps considérée comme irréaliste car la configuration du réseau est en partie inconnue et à cause des limitations numériques liées à la juxtaposition de nombreuses cellules présentant des dimensions et des propriétés extrêmement contrastées. C'est pourquoi la modélisation simplifiée mais réaliste de tels milieux présente un grand intérêt pour les ingénieurs de gisement.

L'"approche double porosité" telle qu'elle est enseignée, par exemple, par Warren J.E. et al dans "The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs", SPE Journal (septembre 1963), 245-255, est connue dans l'art pour interpréter le comportement d'un écoulement monophasique observé en testant un réservoir fissuré. Selon ce modèle de base, tout volume élémentaire du réservoir fissuré est modélisé sous la forme d'un ensemble de blocs parallélépipédiques identiques limité par un système orthogonal de fissures uniformes continues orientées dans la direction de l'un des trois principaux sens d'écoulement. L'écoulement des fluides à l'échelle du réservoir s'effectue à travers le

milieu de fissure seulement et des échanges de fluides surviennent localement entre les fissures et les blocs matriciels.

De nombreux simulateurs de réservoirs fissurés ont été développés en utilisant un tel modèle, avec des améliorations spécifiques relatives à la modélisation des échanges de fluides entre matrice et fissure régis par des forces capillaires, gravitationnelles, visqueuses et des mécanismes compositionnels, ainsi que des échanges matrice-matrice (simulateurs double perméabilité double porosité). De nombreux exemples de techniques de l'art antérieur sont cités dans les références indiquées ci-après.

- Thomas, L.K. et al : "Fractured Reservoir Simulation", SPE Journal (février 1983), 42-54;

- Quandalle, P. et al : "Typical Features of a New Multipurpose Reservoir Simulator", SPE 16007 présenté au 9ème Symposium sur la simulation de réservoirs de San Antonio, Texas, 1-4 février 1987;

- Coats, K.H. : "Implicit Compositional Simulation of Single-Porosity and Dual-Porosity Reservoirs", SPE 18427 présenté au Symposium SPE sur la simulation de réservoirs de Houston, Texas, 6-8 février 1989.

L'un des problèmes que rencontrent les ingénieurs de gisement consiste à doter ce modèle de base de paramètres en vue d'obtenir des prédictions d'écoulement fiables. En particulier, les perméabilités de fissures équivalentes et la taille des blocs matriciels doivent être connues pour chaque cellule du simulateur d'écoulement. Alors que la perméabilité matricielle peut être évaluée à partir de carottes, les perméabilités du réseau de fissures contenu dans la cellule, c'est-à-dire les perméabilités de fissures équivalentes, ne peuvent pas être évaluées simplement et nécessitent la prise en compte de la géométrie et des propriétés du réseau de fissures réel. Une méthode permettant de déterminer les perméabilités de fissures équivalentes d'un réseau de fissures est présentée dans la demande de brevet parallèle EN. 96/16330.

Il existe une procédure de référence connue permettant de déterminer les dimensions a, b de chaque bloc d'une section traversée par un maillage régulier de fissures f_{eq} qui est équivalente à la section d'un milieu multicouche naturel fissuré traversé par un réseau de fissures FN le long d'un plan de référence parallèle aux couches (ce plan étant

habituellement horizontal ou sensiblement horizontal). Pour chaque couche du volume de roche fissurée étudié (figure 1), les dimensions "horizontales" a , b des blocs de la section équivalente sont déterminées de manière itérative au moyen de calculs et par comparaison des fonctions de récupération d'huile en fonction du temps $R(t)$ et $Reqt(t)$ respectivement dans la section réelle RE du volume de roche fissurée étudié et dans la section EQ découpée en "morceaux de sucre" (sugar lumps) de taille identique équivalent à la distribution des blocs réels. Cette méthode conventionnelle nécessite un simulateur d'écoulement polyphasique simple porosité discrétisant les blocs matriciels et les fissures de manière à pouvoir comparer les courbes de récupération. Une telle procédure est extrêmement coûteuse dans la mesure où la discrétisation de la section réelle peut comporter un nombre très élevé de cellules. En fait, la forme réelle des blocs doit être représentée au moyen de cellules de fissures fines le long des limites de chaque bloc. La matrice doit également être discrétisée avec un nombre suffisant de cellules en vue d'obtenir une fonction de transfert d'imbibition bloc-fissure précise.

On peut citer différentes techniques de l'art antérieur mises en oeuvre dans ce domaine, par exemple :

- Bourbiaux, B. et al : "Experimental Study of Cocurrent and Countercurrent Flows in Natural Porous Media", SPE Reservoir Engineering (août 1990), 361-368.

- Cuiec, L. et al : "Oil Recovery by Imbibition in Low-Permeability Chalk", SPE Formation Evaluation (septembre 1994), 200-208.

Cependant, les caractéristiques spécifiques d'imbibition n'ont encore jamais été utilisées pour trouver les dimensions du bloc équivalent dans les modèles double porosité. Ainsi, les ingénieurs de gisement manquent d'un outil systématique permettant de calculer les dimensions des blocs parallélépipédiques équivalents à des écoulements polyphasiques pour déterminer la distribution réelle des blocs dans chaque zone de réservoir fissurée.

On connaît également dans l'art antérieur des techniques permettant d'intégrer des données de fissuration naturelle dans des modèles de réservoirs fissurés. Les données de fissuration sont notamment des données de nature géométrique et elles comportent des mesures de densité, de longueur, d'azimut et d'inclinaison des plans de fissure soit

observés sur des affleurements, dans des galeries de mines, sur des carottes, soit déduits à partir de diagraphies. Différents ensembles de fissures peuvent être distingués et caractérisés par différentes distributions statistiques des caractères des fissures. Les configurations des fissures une fois caractérisées, on peut réaliser des réseaux numériques de ces ensembles de fissures en utilisant un procédé stochastique respectant les distributions statistiques des paramètres de fissures. De tels procédés sont présentés par exemple dans les brevets FR-A-2.725.814; 2.725.794 ou 2.733.073 du demandeur.

La méthode selon l'invention permet une modélisation simplifiée d'un milieu géologique d'origine hétérogène poreux (tel qu'un réservoir traversé par un réseau irrégulier de fissures par exemple) sous la forme d'un milieu transposé ou équivalent de telle manière que le milieu transposé soit équivalent au milieu d'origine relativement à un type déterminé de fonction de transfert physique connue pour le milieu transposé. La méthode comporte :

- la formation d'une image à au moins deux dimensions du milieu géologique sous la forme d'une série de pixels et l'association à chaque pixel de la série d'une valeur initiale particulière pour ladite fonction.

- la détermination par étapes de la valeur à attribuer pour la fonction de transfert physique à chaque pixel de ladite série, en référence à des valeurs de la fonction attribuées à des pixels voisins de l'image, et

- la détermination d'une propriété physique du milieu transposé ou équivalent par identification des valeurs de la fonction de transfert connue pour le milieu transposé (simplifié) avec la valeur de la fonction de transfert déterminée par étapes pour le milieu d'origine.

La fonction de transfert physique peut représenter des variations entre différentes parties du milieu géologique, par exemple des variations de distances, de transmissivités ou de chaleur (tels que des transferts thermiques entre un réservoir et un puits traversant ce réservoir), etc.

La méthode peut être appliquée par exemple pour déterminer, à partir d'une image d'un milieu géologique poreux traversé par un réseau irrégulier de fissures, un milieu transposé comportant un ensemble de blocs disposés de manière régulière et séparés par

un maillage régulier de fissures, lequel milieu transposé donne sensiblement une même récupération de fluide au cours d'un processus d'imbibition capillaire que le milieu réel. Dans ce cas, la méthode comporte :

- 5 - la formation d'une image à au moins deux dimensions du milieu réel sous la forme d'une série de pixels.
- la détermination, pour chaque pixel, de la distance minimale séparant le pixel de la fissure la plus proche.
- la formation d'une distribution de nombres de pixels en fonction des distances minimales aux fissures et la détermination, à partir de cette distribution, de la fonction de
10 récupération (R) dudit ensemble de blocs, et
- la détermination de dimensions (a, b) des blocs réguliers équivalents de l'ensemble à partir de la fonction de récupération (R) et de la fonction de récupération (R_{eq}) de l'équivalent (en utilisant par exemple une procédure d'identification desdites fonctions de récupération).
- 15 Avec la méthode définie ci-dessus utilisant une représentation du milieu par pixels, de nombreuses fonctions de transfert différentes appliquées à tout type de milieu hétérogène peuvent être facilement et rapidement calculées.

La méthode géométrique par exemple permet de trouver des dimensions de blocs équivalents permettant une très bonne adéquation du comportement d'imbibition du bloc
20 réel ou de la distribution des blocs réels, quelle que soit la forme (ou les formes) des blocs considérés. La courbe de récupération d'huile calculée sur la section de bloc équivalent, bien que simplifiée par rapport aux méthodes antérieures, se révèle très proche de celle calculée sur la section de bloc réel.

D'autres caractéristiques et avantages de la méthode selon l'invention apparaîtront
25 plus clairement à la lecture de la description ci-après de modes de réalisation donnés à titre d'exemples non limitatifs, en se référant aux schémas figurant en annexe parmi lesquels :

- la figure 1 illustre une procédure connue permettant de déterminer un milieu présentant des fissures régulières équivalent au milieu fissuré réel.

- la figure 2 illustre la procédure selon l'invention permettant de déterminer un milieu présentant des fissures régulières équivalent à un milieu fissuré réel.

- la figure 3 présente un exemple de pixels voisins servant au calcul de la valeur attribuée à un pixel.

5 - la figure 4 présente un histogramme d'une distribution possible de pixels par rapport à la distance aux fissures.

- la figure 5 présente une variation possible d'une zone envahie normée en fonction de la distance aux fissures.

10 - la figure 6 montre un autre exemple de pixels voisins dans trois plans différents S_k , S_k et S_{k+1} utilisés pour un calcul 3D de valeurs attribuées à un pixel.

- la figure 7 présente une extension possible de pixels voisins permettant d'améliorer le calcul des valeurs attribuées à un pixel, et

15 - la figure 8 montre, à des fins de validation, la bonne adéquation entre deux courbes de récupération d'huile $OR(t)$ déterminées en utilisant d'une part un bloc "en forme de peigne" réel et d'autre part un bloc rectangulaire équivalent.

Une nouvelle procédure simplifiée permettant de calculer les dimensions de la section de bloc équivalente à la section "horizontale" d'un milieu fissuré naturel est présentée ci-après.

20 En premier lieu, il convient d'indiquer que, selon l'hypothèse de fissures "verticales", c'est-à-dire perpendiculaires aux plans de stratification, le milieu matriciel est continu d'une couche géologique à une autre, et le problème lié à la découverte de dimensions de blocs équivalents devient un problème bidimensionnel. Ainsi, le problème auquel on est confronté ici consiste à déterminer la section carrée ou rectangulaire équivalente de blocs matriciels numériques pour chaque couche ou groupe de couches présentant des
25 propriétés de fissuration similaires.

Deuxièmement, l'équivalence d'un modèle double porosité par rapport à un réservoir fissuré doit être établie pour le comportement de l'écoulement. Les écoulements au sein de réservoirs d'huile fissurés sont essentiellement polyphasiques au cours de l'exploitation

du gisement, avec deux principaux mécanismes de drainage pour la récupération de l'huile dans la matrice, l'imbibition capillaire et le drainage par gravité. Les effets de ces deux mécanismes se conjuguent dans le cas de procédés de récupération eau-huile qui demeurent une stratégie prédominante dans le cadre du développement de nombreux réservoirs fissurés. Des mécanismes compositionnels tels que la diffusion interviennent également dans les procédés de récupération de gaz. C'est pourquoi la méthode géométrique décrite ci-après pour déterminer les blocs équivalents est basée sur des concepts d'écoulement polyphasique.

Un mode de réalisation de l'invention est décrit ci-dessous en relation avec la figure 2, qui consiste sensiblement en la mise en adéquation de la fonction de récupération d'huile $R(t)$ (du milieu fissuré naturel) obtenue par la méthode de référence citée et de la fonction de récupération connue $Req(t)$ pour le milieu transposé, pour un processus d'imbibition eau-huile diphasique (au cours d'un mécanisme de drainage par imbibition capillaire eau-huile). Cette mise en adéquation est réalisée pour chaque couche du milieu fissuré, puis pour des ensembles de n couches. Dans ce cas, la fonction de récupération $R(t)$ obtenue est la somme des différentes fonctions $R_n(t)$ des n couches pondérées par les épaisseurs correspondantes H_n . Les fissures étant verticales, seules les dimensions horizontales du bloc équivalent sont déterminées. La concordance des fonctions $R(t)$ et $Req(t)$ est donc un problème bidimensionnel.

1 Formulation géométrique

Les fissures étant définies par les coordonnées de leurs points limites sur une coupe bidimensionnelle XY d'une couche, le processus d'imbibition par lequel de l'eau est présente dans les fissures et de l'huile est présente dans les blocs matriciels doit être déterminé. On suppose que l'invasion de la matrice par de l'eau est du type à piston. On admet que la fonction $x=f(t)$ qui relie l'avancée du front d'eau au temps est la même pour tous les blocs matriciels, quelle que soit leur forme, et pour tous les blocs élémentaires. Par conséquent, la mise en adéquation des fonctions $R(t)$ et $Req(t)$ équivaut à la mise en adéquation des fonctions $R(x)$ et $Req(x)$. Ces fonctions définissent physiquement des zones normées envahies par l'eau en fonction de l'avancée du front d'imbibition dans le milieu fissuré.

En 2D, l'expression analytique de $Req(x)$ est la suivante :

$$\begin{cases} Req(x) = 1 - \frac{1}{a \times b} (a - 2x)(b - 2x) = 2 \left(\frac{1}{a} + \frac{1}{b} \right) x - \frac{4}{a \times b} x^2, & x \in \left[0, \min \left(\frac{a}{2}, \frac{b}{2} \right) \right] \\ Req(x) = 1, & x > \min \left(\frac{a}{2}, \frac{b}{2} \right) \end{cases}$$

où a et b sont les dimensions du bloc rectangulaire ou carré équivalent (a et $b > 0$) :

La fonction $R(x)$ n'a pas d'expression analytique. Elle est calculée à partir d'une
5 discrétisation de la coupe XY de la couche étudiée suivant l'algorithme défini ci-après.

2 Algorithme de calcul de la fonction $R(x)$

La coupe XY de la couche étudiée est considérée comme une image dont chaque
pixel représente un élément de surface. Ces pixels sont espacés régulièrement d'un pas dx
dans la direction X et dy dans la direction Y. L'algorithme mis en oeuvre vise à
10 déterminer, pour chaque pixel de cette image, la distance minimale qui le sépare de la
fissure la plus proche.

L'image est traduite par un tableau de nombres réels à deux dimensions : $Pict[0 : nx+1, 0 : ny+1]$ où nx et ny sont les nombres de pixels de l'image dans les directions X et
Y. En pratique, le nombre total de pixels (nx, ny) est par exemple de l'ordre du million.
15 Les valeurs des éléments du tableau $Pict$ sont les distances recherchées.

Initialisation : Tous les pixels par lesquels passe une fissure sont à une distance nulle
de la fissure la plus proche. Pour ces pixels, le tableau $Pict$ est donc initialisé à la valeur
0. Ceci est fait par un algorithme connu en soi (l'algorithme de Bresline par exemple)
auquel on donne les coordonnées des pixels correspondants aux deux extrémités d'une
20 fissure considérée comme un segment de droite et qui initialise (à 0 dans le cas présent)
les pixels les plus proches. Les autres éléments de $Pict$ sont initialisés à une valeur
supérieure à la plus grande distance existant entre deux pixels de l'image. Cette valeur est
par exemple $nx \cdot dx + ny \cdot dy$.

Calcul : Pour un pixel donné, le calcul de la distance recherchée à la fissure la plus
25 proche se fait à partir des valeurs de distance déjà calculées pour les pixels voisins. On lui

affecte une valeur qui, si elle s'avère inférieure à la valeur qui lui a été assignée initialement, est le minimum des valeurs des pixels voisins auxquelles on ajoute la distance de ces pixels à celui considéré.

Ce calcul est réalisé en deux phases successives. Lors de la passe descendante, on
 5 parcourt l'image ligne par ligne, de haut en bas et de gauche à droite (de Pict [1,1] à Pict [nx,ny]). Les pixels dont on tient compte sont différents selon que l'on est dans une passe descendante ou une passe montante. Comme le montre la figure 3, les pixels en noir et en grisé sont ceux que l'on prend en compte respectivement durant les passes descendantes et les passes ascendantes, pour le pixel Px.

10 L'écart oblique dxy étant défini comme : $dxy = \sqrt{dx^2 + dy^2}$, l'algorithme s'écrit

```

    pour j=1 à ny
    | pour i=1 à nx
    | | Pict[i,j] = min Pict[i-1,j] + dx,      : passe descendante
    | |                 Pict[i-1,j-1] + dxy,
    | |                 Pict[i,j-1] + dy,
    15 | |                 Pict[i+1,j-1] + dxy,
    | |                 Pict[i,j]
    | fin de boucle sur i
    fin de boucle sur j

    20 pour j=ny à 1,
    | pour i=nx à 1,
    | | Pict[i,j] = min Pict[i+1,j] + dx,      : passe descendante
    | |                 Pict[i+1,j+1] + dxy,
    | |                 Pict[i,j+1] + dy,
    25 | |                 Pict[i-1,j+1] + dxy,
    | |                 Pict[i,j]
    | fin de boucle sur i
    fin de boucle sur j
  
```

Histogramme : A partir du tableau Pict ainsi calculé, on peut tracer un histogramme
 30 en classant les valeurs non nulles (celles affectées aux pixels hors des fissures) par ordre croissant.

Le cumulé de cet histogramme donne, pour toute distance délimitant deux intervalles
 de l'histogramme, le nombre de pixels non nuls dont la valeur est inférieure à cette
 distance. Dans l'application décrite à un milieu poreux fissuré où cette distance
 35 correspond à l'avancée du front d'eau, le cumulé de l'histogramme indique donc l'aire

envahie par l'eau. La courbe $R(x)$ est obtenue en divisant ce cumulé par le nombre total de pixels non nuls (pour la normer). Le nombre d'intervalles utilisés en abscisse pour l'histogramme correspond au nombre de points de discrétisation de la courbe $R(x)$. On le choisit égal à 500 par exemple.

3 Recherche des dimensions du bloc équivalent

A ce stade, on connaît la fonction $R(x)$ et l'on cherche les paramètres (\bar{a}, \bar{b}) (dimensions du bloc équivalent qui minimisent la fonctionnelle) :

$$J(a, b) = \sum_{i=1}^N (R(x_i) - \text{Req}(a, b, x_i))^2$$

où N est le nombre de points de discrétisation de $R(x)$ et (x_i) sont les abscisses de ces points de discrétisation.

Discrétisation suivant l'ordonnée de $R(x)$:

Pour donner autant de poids à tous les volumes d'huile récupérés lors de l'imbibition, la courbe $R(x)$ est re-discrétisée suivant un pas constant sur l'axe des ordonnées (figure 5). La suite (x_i) utilisée par la fonctionnelle est déduite de cette discrétisation.

Minimisation de la fonctionnelle :

Comme a et b jouent des rôles symétriques dans l'expression $\text{Req}(a, b, x)$, on utilise en fait la fonctionnelle :

$$\bar{J}(u, v) = \sum_{i=1}^N (R(x_i) - \bar{\text{Req}}(u, v, x_i))^2$$

$$\text{avec} \begin{cases} \bar{\text{Req}}(u, v, x) = u \times x + v \times x^2 \\ \bar{\text{Req}}(u, v, x) \leq 1 \end{cases} \quad \text{soit} \quad \begin{cases} u = 2 \times \left(\frac{1}{a} + \frac{1}{b} \right) \\ v = \frac{-4}{a \times b} \end{cases}$$

Minimiser cette fonctionnelle revient à trouver le couple (\bar{u}, \bar{v}) pour lequel $\bar{J}(\bar{u}, \bar{v}) = 0$. Ceci est fait par un algorithme de Newton.

Ensuite, le couple (\bar{a}, \bar{b}) recherché, est déduit de (\bar{u}, \bar{v}) . Trois cas peuvent se présenter :

- 1) $\bar{v} > 0$ signifie qu'une des valeurs du couple (\bar{a}, \bar{b}) est négative, ce qui n'a aucun sens physique. On pose alors $v=0$ dans l'expression de $R\bar{e}q(u, v, x)$, ce qui implique que les fissures sont parallèles. L'opération est recommencée et le couple (\bar{a}, \bar{b}) est calculé comme suit :

$$\begin{cases} \bar{a} = \frac{2}{\bar{u}} \\ \bar{b} \text{ inf ini} \end{cases}$$

- 2) Le cas $\bar{u}^2 + 4\bar{v} < 0$ est dépourvu de tout sens physique également puisqu'il signifie que (\bar{a}, \bar{b}) ne sont pas réels. On pose alors $u^2 + 4v = 0$, ce qui impose que le bloc élémentaire recherché a la forme d'un carré ($a=b$). Après minimisation, le couple (\bar{a}, \bar{b}) est calculé comme suit :

$$\begin{cases} \bar{a} = \frac{4}{\bar{u}} \\ \bar{b} = \bar{a} \end{cases}$$

- 3) Pour les autres valeurs du couple (\bar{u}, \bar{v}) , on a :

$$\begin{cases} \bar{a} = \frac{-\bar{u} + \sqrt{\bar{u}^2 + 4\bar{v}}}{\bar{v}} \\ \bar{b} = \frac{-\bar{u} - \sqrt{\bar{u}^2 + 4\bar{v}}}{\bar{v}} \end{cases}$$

4 Validation de la détermination d'un bloc équivalent

- La méthode géométrique indiquée ci-avant pour une fonction de transfert d'imbibition a été validée par rapport à une méthode de référence conventionnelle d'un coût très élevé qui nécessite un simulateur d'écoulement polyphasique simple porosité discrétisant les blocs matriciels et les fissures de telle manière que les courbes de récupération puissent être comparées. Des simulations d'écoulement diphasique conventionnelles ont été réalisées pour valider les solutions fournies par la méthode géométrique décrite plus haut. La validation peut comporter les étapes suivantes :

a) Calcul de la fonction de récupération d'huile $R(t)$ pour la section géologique (réelle) avec la méthode conventionnelle (solution de référence);

b) application de la méthode géométrique à la section réelle, ce qui donne une solution (a,b);

5 c) nouvelle utilisation de la méthode conventionnelle, calcul de la fonction de récupération d'huile $Req(t)$ sur la section de bloc équivalent de dimensions (a,b) préalablement déterminées, et comparaison avec la fonction de récupération d'huile de référence $R(t)$.

La méthode géométrique donne des dimensions de bloc équivalent permettant une
10 bonne adéquation avec le comportement à l'imbibition du bloc réel, quelle que soit la forme de bloc considérée. La courbe de récupération d'huile calculée sur la section de bloc équivalent est toujours très proche de celle calculée sur la section de bloc réel comme le montre la figure 8.

Une telle validation a également été réalisée avec succès pour une distribution de
15 blocs présentant différentes autres dimensions et formes.

5 Autres applications de la méthode

Précision du calcul des distances aux fissures

Dans l'algorithme de calcul des distances des pixels aux fissures à partir de l'image 2D, on peut améliorer la précision du calcul en prenant en compte un plus grand nombre de
20 voisins du pixel considéré. La figure 7 montre les pixels voisins dont on tient compte quand on étend l'influence d'un pixel P_x à deux lignes et deux colonnes précédant ou suivant le pixel P_x . De la même façon, les pixels en noir et en grisé sont ceux que l'on prend en compte respectivement durant les passes descendantes et les passes ascendantes, ceux indiqués par une croix étant éliminés pour cause de redondance.

25 Pour augmenter encore la précision des calculs, la zone d'influence des pixels peut être agrandie davantage (à 3 lignes et 3 colonnes ou plus). Cependant, pour l'utilisation présentée plus haut, une telle extension n'apporte pas dans la pratique d'amélioration notable sur les résultats finaux.

Extension de la méthode à un objet tridimensionnel

L'algorithme présenté ci-dessus peut être appliqué à un volume. Dans ce cas, chaque pixel représente un élément de volume. Le tableau Pict est remplacé par un tableau à 3 dimensions $Pict3D[0:nx+1,0:ny+1,0:nz+1]$ où nx, ny et nz sont les nombres de pixels en X, Y et Z. Pour le calcul en un pixel Px du plan horizontal numéro k, les pixels voisins dont on tient compte lors des passes descendante et ascendante sont représentés sur la figure 6.

Extension à une fonction quelconque

Dans l'exemple qui a été développé d'une étude d'un phénomène d'imbibition diphasique (eau-huile par exemple), on a cherché à déterminer la taille des blocs en relation avec les distances de points à la fissure la plus proche. La méthode géométrique selon l'invention peut être aussi utilisée pour d'autres types de transferts entre deux milieux contrastés comme par exemple les transferts thermiques entre un puits et un réservoir. Mais surtout, la fonction "distance entre pixels" utilisée dans l'algorithme précédent peut être remplacée par une fonction quelconque reliant les points de l'image. Il faut alors connaître, pour tout pixel de l'image, la valeur de cette fonction entre ce pixel et ses voisins pris en compte pour le calcul. Cette fonction peut, par exemple, exprimer les valeurs de transmissivités entre les mailles d'un réservoir dont les centres sont les pixels de l'image et servir au calcul du volume de drainage d'un puits foré dans ce réservoir.

Dans un tel cas, les deux passes ascendante et descendante effectuées dans l'algorithme peuvent s'avérer insuffisantes pour trouver une valeur minimale en tout pixel de l'image. On recommence alors jusqu'à ce que les valeurs calculées ne changent plus.

En reprenant les notations présentées plus haut et en supposant que la fonction $F(i,j,k,l)$ renvoie la valeur de la fonction entre les pixels (i,j) et (k,l) , l'algorithme 2D devient :

```

change=vrai
tant_que(change==vrai)
  change=faux
30 pour j=1 à ny
  | pour i=1 à nx

```



```

| | temp=Pict[i,j]
| | Pict[i,j] = min (Pict[i-1,j] + F(i,j,i-1,j), : passe descendante
| | Pict[i-1,j-1] + F(i,j,i-1,j-1)
| | Pict[i,j-1] + F(i,j,i,j-1)
5 | | Pict[i+1,j-1] + F(i,j,i+1,j-1)
| | Pict[i,j]
| | si (Pict[i,j]<>temp) change = vrai
| fin boucle sur i
fin boucle sur j

10 pour j=ny à 1, -1
| pour i=nx à 1, -1
| | temp=Pict[i,j]
| | Pict[i,j] = min (Pict[i+1,j] + F(i,j,i+1,j), : passe ascendante
| | Pict[i+1,j+1] + F(i,j,i+1,j+1)
15 | | Pict[i,j+1] + F(i,j,i,j+1)
| | Pict[i-1,j+1] + F(i,j,i-1,j+1)
| | Pict[i,j]
| | si (Pict[i,j]<>temp) change = vrai
| fin boucle sur i
20 fin boucle sur j
fin tant_que

```

REVENDICATIONS

1) Méthode permettant de simplifier la modélisation d'un milieu géologique poreux hétérogène d'origine sous la forme d'un milieu transposé ou équivalent afin que le milieu transposé soit équivalent au milieu d'origine relativement à un type déterminé de
5 fonction de transfert physique connu pour le milieu transposé, la méthode comportant :

- la formation d'une image à au moins deux dimensions, (2D) du milieu géologique sous la forme d'une série de pixels et l'association à chaque pixel de la série d'une valeur initiale particulière pour ladite fonction.

- la détermination par étapes de la valeur à attribuer pour la fonction de transfert
10 physique à chaque pixel de ladite série, en référence à des valeurs de la fonction attribuées à des pixels voisins de l'image, et

- la détermination d'une propriété physique du milieu transposé ou équivalent par identification de valeurs de la fonction de transfert connue pour le milieu transposé par rapport à la valeur de la fonction de transfert déterminée par étapes pour le milieu
15 d'origine.

2) Méthode selon la revendication 1, caractérisée en ce que le milieu géologique hétérogène est traversé par un réseau irrégulier de fissures toutes géométriquement définies dans des blocs de formes et de tailles irrégulières.

3) Méthode selon l'une des revendications 1 ou 2, caractérisée en ce que ladite
20 fonction de transfert physique représente une distance entre différentes parties du milieu géologique.

4) Méthode selon l'une des revendications 1 ou 2, caractérisée en ce que ladite fonction de transfert physique représente des transmissivités entre différentes parties du milieu géologique.

25 5) Méthode selon l'une des revendications 1 ou 2, caractérisée en ce que ladite fonction de transfert physique représente des transferts thermiques entre différentes parties du milieu géologique tels que des transferts thermiques entre un réservoir et un puits traversant ce réservoir.

6) Méthode selon l'une des revendications 1 ou 2, caractérisée en ce que ladite fonction de transfert physique représente tout transfert de masse ou de flux entre différentes parties du milieu géologique.

5 7) Méthode selon la revendication 2, permettant de déterminer, à partir d'une image d'un milieu géologique poreux réel traversé par un réseau irrégulier de fissures, un milieu transposé comportant un ensemble de blocs régulièrement disposés et séparés par un maillage régulier de fissures, ledit milieu transposé donnant sensiblement la même récupération (Req) de fluide lors d'un processus d'imbibition capillaire que le milieu réel, la méthode comportant :

10 - la formation d'une image à au moins deux dimensions (2D) du milieu réel sous la forme d'une série de pixels.

- la détermination, pour chaque pixel, de la distance minimale séparant le pixel de la fissure la plus proche.

15 - la formation d'une distribution du nombre de pixels par rapport à la distance minimale au milieu fissuré et la détermination, à partir de cette distribution, de la fonction de récupération (R) dudit ensemble de blocs, et

- la détermination de dimensions (a,b) des blocs réguliers équivalents du milieu transposé à partir de la récupération (R) et de la récupération (Req) du bloc équivalent

FIG.1

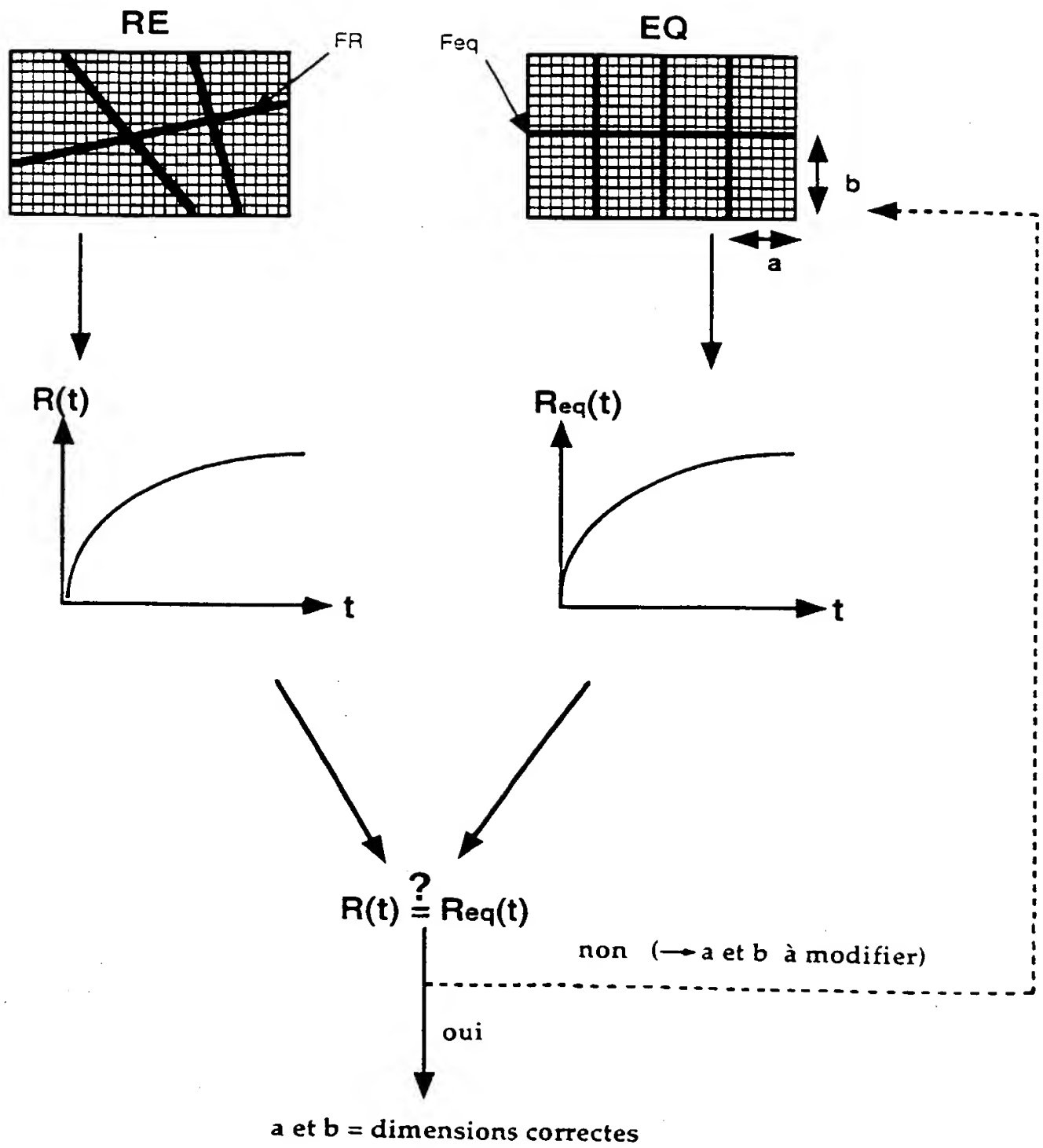
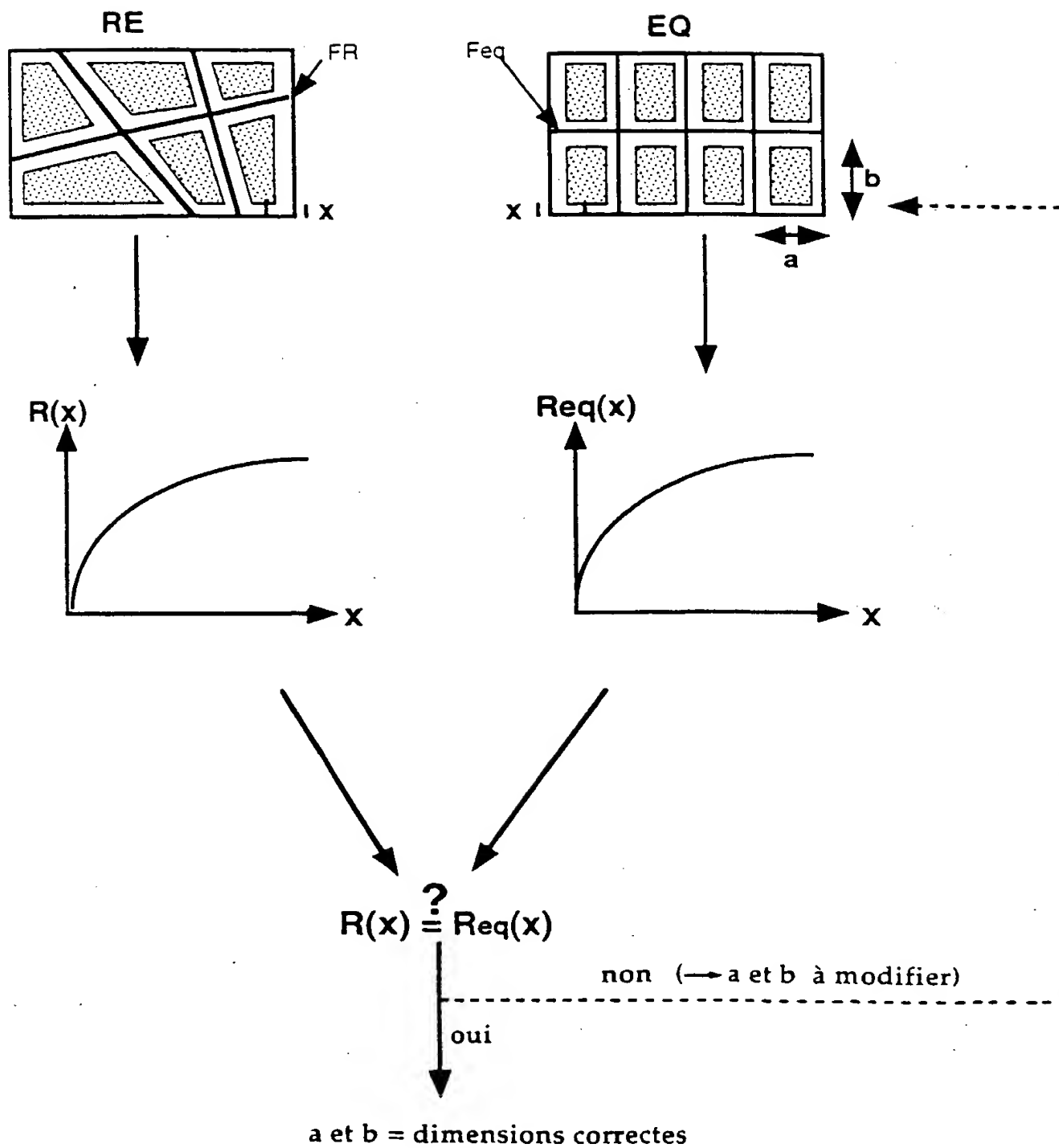


FIG. 2



3/4

FIG.3

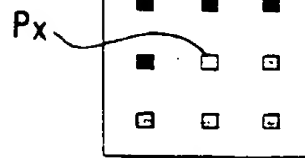


FIG.7

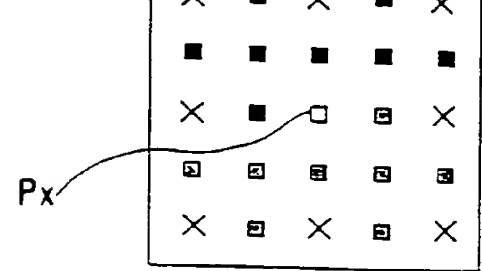


FIG.4

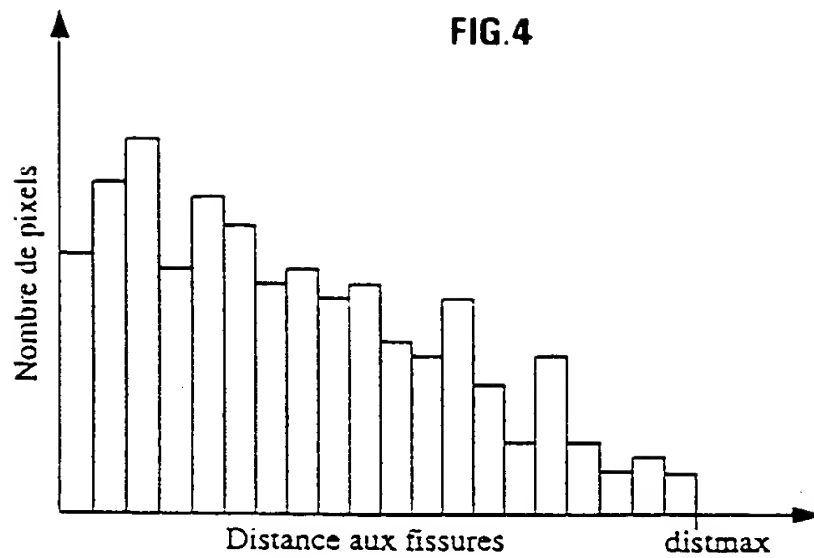


FIG.5

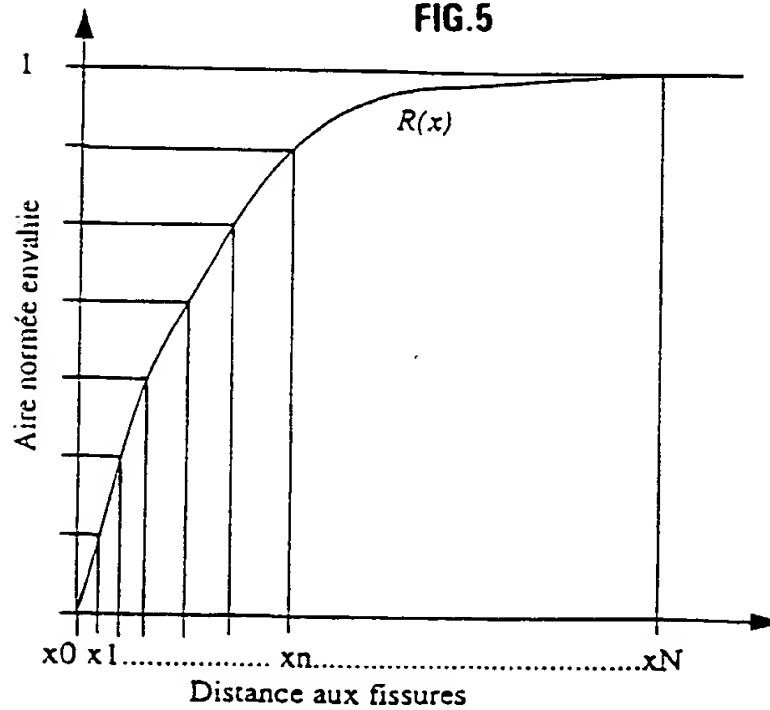


FIG.8

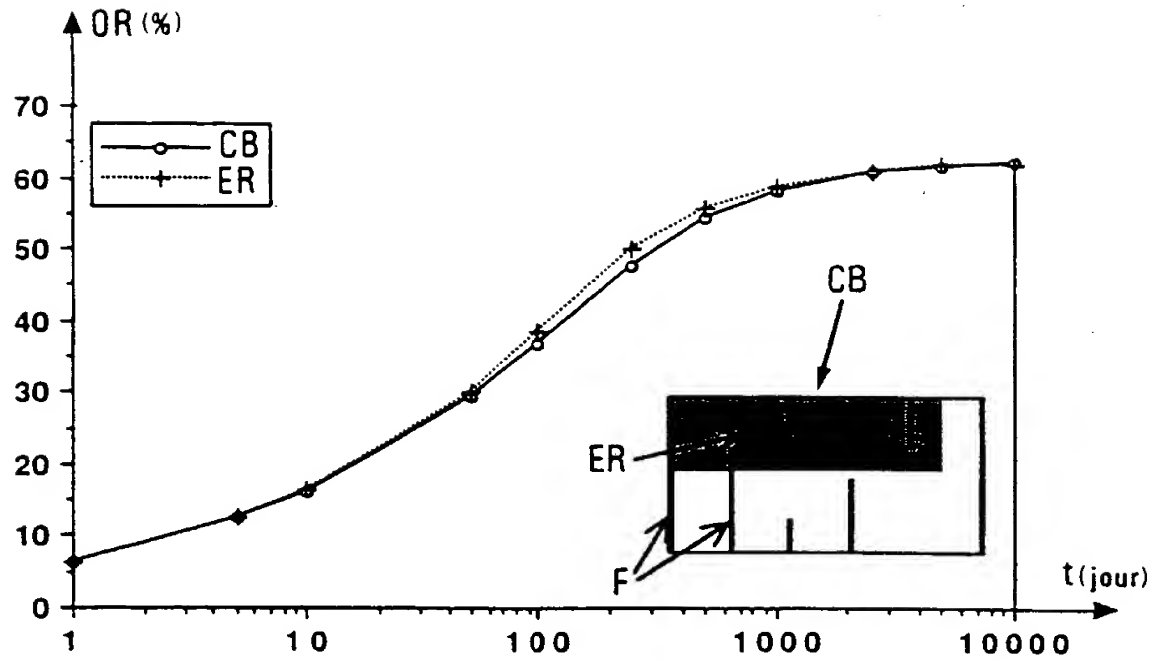
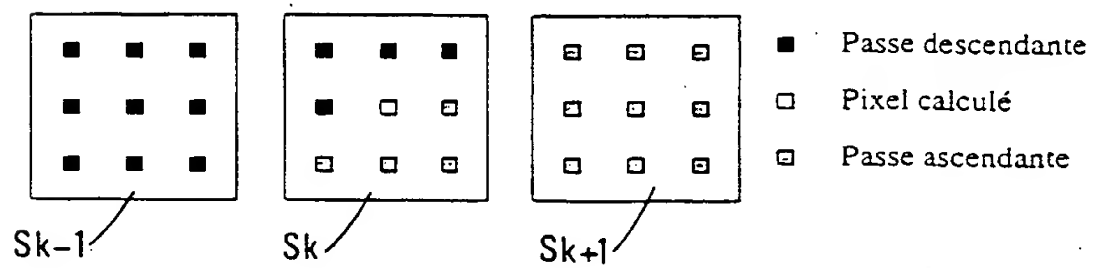


FIG.6



REPUBLIQUE FRANÇAISE

INSTITUT NATIONAL
de la
PROPRIETE INDUSTRIELLE

RAPPORT DE RECHERCHE
PRELIMINAIRE

établi sur la base des dernières revendications
déposées avant le commencement de la recherche

N° d'enregistrement
national

FA 538005
FR 9616331

DOCUMENTS CONSIDERES COMME PERTINENTS		Revendications concernées de la demande examinée
Catégorie	Citation du document avec indication, en cas de besoin, des parties pertinentes	
A,D	J.E.WARREN: "The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs " SPE JOURNAL , no. 426, septembre 1963, DALLAS, TEXAS, USA, pages 245-255, XP002039628 * le document en entier * ---	1
A,D	L.K.THOMAS: "Fractured Reservoir Simulation" SPE JOURNAL, no. 9305, février 1983, DALLAS, TEXAS, USA, pages 42-54, XP002039629 * le document en entier * ---	1
A,D	P.QUANDALLE: "Typical Features of a Multipurpose Reservoir Simulator" SPE JOURNAL, no. 16007, février 1987, DALLAS, TEXAS, USA, pages 475-480, XP002039630 * le document en entier * ---	1
A,D	K.H.COATS: "Implicit Compositional Simulation of Single-Porosity and Dual-Porosity Reservoirs " SPE JOURNAL, no. 18427, février 1989, DALLAS, TEXAS, USA, XP002039631 * le document en entier * ---	1
		DOMAINES TECHNIQUES RECHERCHES (Int.CL.6)
		E21B G09B G01V G01N G06T
		-/--
Date d'achèvement de la recherche		Examineur
26 septembre 1997		Sogno, M
CATEGORIE DES DOCUMENTS CITES		
<p>X : particulièrement pertinent à lui seul Y : particulièrement pertinent en combinaison avec un autre document de la même catégorie A : pertinent à l'encontre d'au moins une revendication ou arrière-plan technologique général O : divulgation non-écrite P : document intercalaire</p> <p>T : théorie ou principe à la base de l'invention E : document de brevet bénéficiant d'une date antérieure à la date de dépôt et qui n'a été publié qu'à cette date de dépôt ou qu'à une date postérieure. D : cité dans la demande L : cité pour d'autres raisons & : membre de la même famille, document correspondant</p>		

2

EPO FORM 1503 (03.02) (P04C13)

**INSTITUT NATIONAL
de la
PROPRIETE INDUSTRIELLE**

RAPPORT DE RECHERCHE PRELIMINAIRE

établi sur la base des dernières revendications
déposées avant le commencement de la recherche

N° d'enregistrement
national

FA 538005
FR 9616331

DOCUMENTS CONSIDERES COMME PERTINENTS		Revendications concernées de la demande examinée
Catégorie	Citation du document avec indication, en cas de besoin, des parties pertinentes	
A,D	B.J.BOURBIAUX: "Experimental Study of Cocurrent and Countercurrent Flows in Natural Porous Media" SPE JOURNAL, no. 18283, août 1990, DALLAS, TEXAS, USA, pages 361-368, XP002041400 * le document en entier *	1
A,D	CUIEC: "Oil Recovery by Imbibition in Low-Permeability Chalk" SPE JOURNAL, no. 20259, septembre 1994, DALLAS, TEXAS, USA, pages 200-208, XP002041401 * le document en entier *	1
A	N.E.ODLING: "Permeability of natural and simulated fracture patterns" STRUCTURAL AND TECTONIC MODELLING AND ITS APPLICATION TO PETROLEUM GEOLOGY, NORWEGIAN PETROLEUM SOCIETY (NPF) SPECIAL PUBLICATION 1, 365-380, ELSEVIER, 1992, AMSTERDAM, XP002041397 * le document en entier *	1
A	J.C.L.LONG: "A Model for Steady Fluid Flow in Random Three-Dimensional Networks of Disc-Shaped Fractures" WATER RESOURCES RESEARCH, 1105-1115, vol. 21, no. 8, août 1985, XP002041398 * le document en entier *	1
		-/--
Date d'achèvement de la recherche		Examineur
26 septembre 1997		Sogno, M
<p>CATEGORIE DES DOCUMENTS CITES</p> <p>X : particulièrement pertinent à lui seul Y : particulièrement pertinent en combinaison avec un autre document de la même catégorie A : pertinent à l'encontre d'au moins une revendication ou arrière-plan technologique général O : divulgation non-écrite Q : document interne</p> <p>T : théorie ou principe à la base de l'invention E : document de brevet bénéficiant d'une date antérieure à la date de dépôt et qui n'a été publié qu'à cette date de dépôt ou qu'à une date postérieure. D : cité dans la demande L : cité pour d'autres raisons & : membre de la même famille, document correspondant</p>		

REPUBLIQUE FRANÇAISE

INSTITUT NATIONAL
de la
PROPRIETE INDUSTRIELLE

RAPPORT DE RECHERCHE
PRELIMINAIRE
établi sur la base des dernières revendications
déposées avant le commencement de la recherche

N° d'enregistrement
national

FA 538005
FR 9616331

DOCUMENTS CONSIDERES COMME PERTINENTS		Revendications concernées de la demande examinée
Categorie	Citation du document avec indication, en cas de besoin, des parties pertinentes	
A	M.C.CACAS: "Modeling Fracture Flow With a Stochastic Discrete Fracture Network: Calibration and Validation. 1. The Flow Model" WATER RESOURCES RESEARCH , vol. 26, no. 3, mars 1990, XP002041399 * le document en entier *	1
A	S.M.REYNOLDS: "Tools assist in mapping fractured reservoirs" OIL AND GAS JOURNAL, vol. 88, no. 23, 4 juin 1990, TULSA, OKLAHOMA, USA, pages 106-111, XP000137794 * le document en entier *	1
A,D	FR 2 725 814 A (INSTITUT FRANCAIS DU PETROLE) * abrégé *	1
A,D	FR 2 725 794 A (INSTITUT FRANCAIS DU PETROLE) * abrégé *	1
A,D	FR 2 733 073 A (INSTITUT FRANCAIS DU PETROLE) * abrégé *	1
		DOMAINES TECHNIQUES RECHERCHES (Int.CL.6)
Date d'achèvement de la recherche		Examineur
26 septembre 1997		Sogno, M
<p>CATEGORIE DES DOCUMENTS CITES</p> <p>X: particulièrement pertinent à lui seul Y: particulièrement pertinent en combinaison avec un autre document de la même catégorie A: pertinent à l'encontre d'au moins une revendication ou arrière-plan technologique général O: divulgation non-écrite P: document intermédiaire</p> <p>T: théorie ou principe à la base de l'invention E: document de brevet bénéficiant d'une date antérieure à la date de dépôt et qui n'a été publié qu'à cette date de dépôt ou qu'à une date postérieure. D: cité dans la demande L: cité pour d'autres raisons &: membre de la même famille, document correspondant</p>		

2

EPO FORM 1503 03.82 (P44C13)